

**MAXIMIZACIÓN DE LA VIDA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE
POTENCIA A TRAVÉS DE ESPECTROSCOPIA DIELÉCTRICA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
MAXIMIZACIÓN DE LA VIDA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE
POTENCIA A TRAVÉS DE ESPECTROSCOPIA DIELECTRICA**

**AUTOR:
CARLOS AUGUSTO MOLINA BAUTISTA**

**DIRECTOR:
ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN**

Quito, Enero 2019

Carlos Augusto Molina Bautista

MAXIMIZACIÓN DE LA VIDA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA A TRAVÉS DE ESPECTROSCOPIA DIELECTRICA

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Carlos Augusto Molina Bautista (Y'1986 – M'09). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico Salesiano “Don Bosco” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en técnicas de optimización y modelado matemático para la maximización de vida técnica de transformadores de potencia a través de resultados obtenidos de la práctica de espectroscopía dieléctrica. cmolina@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alex David Valenzuela Santillán (Y'1989 – M'12). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en diciembre 2013, Además realizó estudios de maestría en Newcastle University en el Reino Unido, donde obtuvo el título en Power Distribution Engineering MSc. Actualmente es profesor ocasional tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. avalenzuela@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2019 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Alex David Valenzuela Santillán declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*MAXIMIZACIÓN DE LA VIDA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA A TRAVÉS DE ESPECTROSCOPIA DIELECTRICA*” realizado por Carlos Augusto Molina Bautista, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., enero 2019



Alex David Valenzuela Santillán

C.C.: 1721848644

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Carlos Augusto Molina Bautista, con documento de identificación N° 1717709172, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “*MAXIMIZACIÓN DE LA VIDA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA A TRAVÉS DE ESPECTROSCOPIA DIELECTRICA*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., enero de 2018



.....

Carlos Augusto Molina Bautista

C.C.: 1717709172

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción	2
2. Agentes que aceleran el envejecimiento del papel aislante	5
2.1 Oxidación.....	5
2.2 Hidrólisis.....	6
2.3 Pirólisis	7
3. Espectroscopía en el dominio de la frecuencia (FDS)	7
4. Formulación del problema	10
4.1 Función objetivo	12
4.2 Restricciones del problema.....	12
4.3 Modelo matemático a optimizar	13
4.4 Descripción del caso de estudio.....	13
5. Análisis de resultados	14
5.1 Escenario 1.....	14
5.2 Escenario 2.....	15
6. Conclusiones	17
6.1 Trabajos futuros	18
7. Referencias.....	18
7.1 Estado del arte.....	22
7.2 Resumen de indicadores	24
8. Anexos	25
8.1 Anexo 1.....	25
8.2 Anexo 2.....	28

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura química de la celulosa	2
Figura 2. Tasa de degradación del sistema de aislamiento del transformador debido a diferentes mecanismos de degradación.....	3
Figura 3. Expectativa de vida útil del transformador respecto a la temperatura del punto más caliente.....	3
Figura 4. Factor de aceleración del sistema de aislamiento del transformador	3
Figura 5. Expectativa de vida del aislamiento sólido en dependencia de la humedad y temperatura.....	3
Figura 6. Curva de saturación de agua en el aceite dieléctrico para transformador en función de la temperatura.....	4
Figura 7. Parte activa de un transformador de potencia de 12.5 MVA.....	5
Figura 8. Fibras de papel aislante sumergidas en aceite dieléctrico con una acidez de 0.10	6
Figura 9. Fibras de papel aislante sumergidas en aceite dieléctrico con una acidez de 0.15	6
Figura 10. Proceso de degradación de la celulosa por efectos de la oxidación	6
Figura 11. Proceso de degradación de la celulosa por efectos de hidrólisis	6
Figura 12. DP como función del tiempo de envejecimiento de la celulosa a 90°C	6
Figura 13. DP como función del tiempo de envejecimiento de la celulosa a 110°C	7
Figura 14. DP como función del tiempo de envejecimiento de la celulosa a 130°C	7
Figura 15. Proceso de degradación de la celulosa por efectos de la pirólisis	7
Figura 16. Interacción de vectores \vec{E} , \vec{J}_d y \vec{D} en un material dieléctrico bajo un campo eléctrico sinusoidal.....	8
Figura 17. Conjunto de curvas medidas y maestra, resultantes de la aplicación de FDS en un rango amplio de frecuencias.....	9
Figura 18. Mediciones de FDS – dependencia de la capacitancia del material dieléctrico a diferentes frecuencias.....	10
Figura 19. Mediciones de FDS – dependencia de DDF del material dieléctrico a diferentes frecuencias.....	10
Figura 20. Reporte de resultados emitido por el software de análisis FDS.	10

Figura 21. Modelo XY del aislamiento del transformador	10
Figura 22. DP sin optimizar vs. DP optimizado para el caso de estudio de [33].....	15
Figura 23. Grado de polimerización como función de w y O ₂ , bajo ΘH resultado del modelo matemático de optimización con $w_0 = 0.5\%$	16
Figura 24. Grado de polimerización como función de w y O ₂ , bajo ΘH resultado del modelo matemático de optimización con $w_0 = 1.0\%$	16
Figura 25. Grado de polimerización como función de w y O ₂ , bajo ΘH resultado del modelo matemático de optimización con $w_0 = 1.5\%$	17
Figura 26. ΘH para cada periodo de análisis como función de w y O ₂ , bajo diferentes valores de w_0	17

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de transformador de potencia de 12.5 MVA	9
Tabla 2. Variables del algoritmo propuesto	13
Tabla 3. Algoritmo para la maximización de la vida técnica de transformadores de potencia a través de espectroscopía dieléctrica.....	14
Tabla 4. Resumen de resultados obtenidos a partir del caso de estudio de un transformador de potencia en [33].....	14
Tabla 5. Resumen de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio de [33].....	15
Tabla 6. Tabla de resultados obtenidos a partir del caso de estudio de un transformador de potencia en [33].....	25
Tabla 7. Tabla de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio de [33].....	26
Tabla 8. Tabla de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio 1	28
Tabla 9. Tabla de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio 2	29
Tabla 10. Tabla de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio 3	30

MAXIMIZACIÓN DE LA VIDA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA A TRAVÉS DE ESPECTROSCOPIA DIELÉCTRICA

Resumen

Este artículo tiene por objetivo maximizar la vida técnica de transformadores de potencia utilizando los resultados de la práctica de mediciones de espectroscopia dieléctrica (respuesta dieléctrica a la frecuencia), en donde se propone un modelo de optimización que determinará la temperatura óptima de funcionamiento del equipo en cada período de análisis.

Si bien, en IEEE Std. C57.91-2011, la pérdida de vida útil de la celulosa no considera los efectos de la hidrólisis y oxidación, el algoritmo propuesto en este trabajo de investigación basa su estructura en estudios recientes, donde se vincula la ecuación de Arrhenius con un modelo de ecuación cinética para describir el envejecimiento del papel.

El modelo propuesto hace uso de técnicas de optimización basada en programación no lineal, que es válido ya que utiliza los resultados de las prácticas de espectroscopia dieléctrica para definir la temperatura óptima de funcionamiento del transformador de potencia en cada período de análisis que maximizará su vida residual, resultado de la minimización del factor de aceleración del envejecimiento de la celulosa, sujeto a restricciones de carácter operativo y que permite mantener en condiciones saludables el aislamiento sólido del equipo.

Palabras Clave: Ecuación Cinética, Factor de aceleración de envejecimiento, FDS, Hidrólisis, Oxidación, Pirólisis, Respuesta dieléctrica a la frecuencia, Transformador de potencia.

Abstract

This article aims to maximize the useful life of power transformers using the results of the practice of dielectric spectroscopy (dielectric response measurements to the frequency), where an optimization model is proposed that will determine the optimal operating temperature of the equipment for each period of analysis.

Although, in IEEE Std. C57.91-2011, the loss of useful life of cellulose does not consider the effects of hydrolysis and oxidation, the algorithm proposed in this research work bases its structure on recent studies, where the Arrhenius equation is linked to a kinetic equation model to describe the paper aging.

The proposed model makes use of optimization techniques, based on non-linear programming, which is valid because it uses the results of dielectric spectroscopy practices to define the operating temperature of power transformer in each analysis period that will maximize its residual life, as a result of the minimization of the cellulose aging acceleration factor, subject to operating restrictions and which allows the solid insulation of the equipment to be maintained in healthy conditions.

Keywords: Aging acceleration factor, Dielectric frequency response, FDS, Hydrolysis, Kinetic equation, Oxidation, Pyrolysis, Power transformer.

1. Introducción

Considerado en muchas clasificaciones como una máquina estática, el transformador de potencia es un equipo eléctrico de nobles prestaciones, utilizado en el campo doméstico e industrial.

Aprovechando el fenómeno de inducción electromagnética, es capaz de modificar la amplitud de voltaje y corriente con la finalidad de cubrir los requerimientos técnicos impuestos por la demanda energética de la población.

Dado su notable importancia en la cadena de valor de los sistemas eléctricos de potencia, conocer su comportamiento eléctrico, mecánico, térmico y químico durante su ciclo de vida se convierte en una actividad de alto interés a la hora de evitar posibles fallas, producto del deterioro o envejecimiento de sus componentes.

En su gran mayoría los transformadores de potencia son contruidos a partir de aceite dieléctrico de origen mineral, como fluido refrigerante y aislante debido a su costo, propiedades dieléctricas y térmicas fundamentalmente, y por otro lado, un aislamiento sólido a base de celulosa [1].

En general, la dinámica interactiva existente entre los dos compuestos aislantes, la degradación química del aceite y la despolimerización de la celulosa del transformador, obliga a mantenimientos preventivos y predictivos más rigurosos, haciendo uso de datos más precisos obtenidos a través de la realización de pruebas de diagnóstico en campo como la espectroscopía dieléctrica, y de esa forma evaluar apropiadamente la condición de los equipos [2], [3].

No cabe duda que el agua y altas temperaturas presentes en los aislamientos de los transformadores son los principales agentes nocivos que aceleran los procesos de degradación del aceite y celulosa, y por otro lado, incrementan los riesgos de falla incluso

antes que cumplan con la esperanza de su vida útil [4]–[7].

No obstante, la presencia de oxígeno contribuye a la formación de compuestos indeseables, considerados subproductos del proceso de oxidación del aceite dieléctrico, que terminan por contribuir a la aceleración del envejecimiento de la celulosa del papel del transformador de potencia [2], [5], [7], [8].

De todos los componentes del transformador de potencia sumergido en aceite aislante, es indudable suponer que el elemento de mayor fragilidad es su aislamiento sólido, compuesto por papel aislante, y constituido a base de celulosa de origen orgánico [2], [4], [7].

Cada fibra de celulosa está compuesta por una cadena de entre 1100 a 1200 anillos de glucosa o monómeros $(C_6H_{10}O_5)_n$. El promedio de la longitud de los anillos de glucosa se denomina DP (Degree of Polymerization) [5], [7], [9].

La Figura 1 muestra la estructura química de una molécula de glucosa. El valor de n , representa el DP del sistema de aislamiento sólido, y es una medida indirecta de las propiedades mecánicas de tracción del papel.

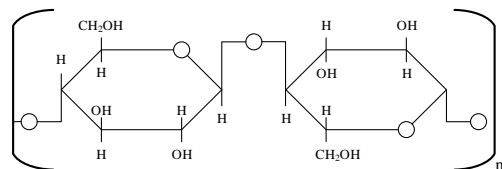


Figura 1. Estructura Química de la Celulosa [5].

La pérdida de DP está asociada a la disminución de la longitud de los anillos de monómeros; siendo la oxidación, hidrólisis y pirolisis los mecanismos que aceleran la degradación del sistema de aislamiento sólido del transformador de potencia, y consecuentemente la pérdida de vida útil del equipo [4], [5]. La influencia de estos factores sobre el aislamiento sólido se detalla en la Figura 2.

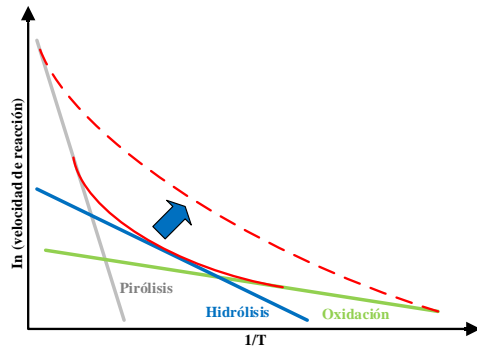


Figura 2. Tasa de degradación del sistema de aislamiento del transformador debido a diferentes mecanismos de degradación [5].

Como se aprecia en la Figura 2, no cabe duda que el agente de mayor impacto en la salud del sistema de aislamiento del transformador de potencia es la temperatura, consecuencia de periodos de carga y sobrecarga durante su ciclo de vida.

La norma estándar IEEE Std. C57.91-2011 [4], analiza la esperanza de vida de transformadores de potencia y distribución, utilizando como herramienta de análisis una adaptación de la ecuación de Arrhenius para el cálculo de las unidades de vida del sistema de aislamiento sólido. Por otro lado, presenta un instrumento de deducción que permite conocer el F_{AA} (Aging Acceleration Factor), debido a ΘH (The Winding Hottest-Spot Temperature).

En las Figuras 3 y 4 se observa el comportamiento de la temperatura sobre una unidad de vida del aislamiento sólido del transformador, y como el envejecimiento es acelerado debido a efectos térmicos.

Estos estudios son válidos para transformadores fabricados en concordancia con la norma IEEE Std. C57.12.00, probados bajo IEEE Std. C57.15 y con una elevación de temperatura sobre la temperatura ambiente (rise) de 65°C para un ΘH de 110°C [4].

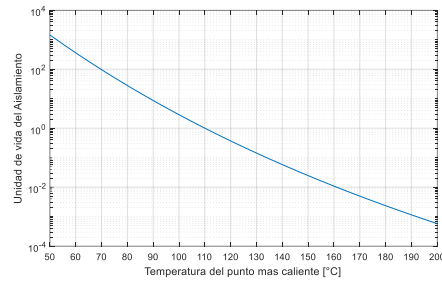


Figura 3. Expectativa de vida útil del Transformador respecto a la temperatura del punto más caliente [4].

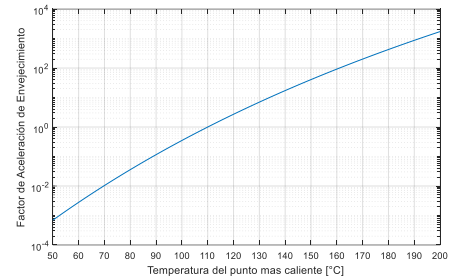


Figura 4. Factor de aceleración del sistema de aislamiento del transformador [4].

Sin embargo, los resultados presentados en [4] hacen referencia a un aislamiento con bajo nivel de humedad en la celulosa del transformador.

Investigaciones en [6], [7] concluyen que la humedad del sistema de aislamiento, combinada con temperatura aceleran mucho más rápido los procesos de envejecimiento del sistema de aislamiento.

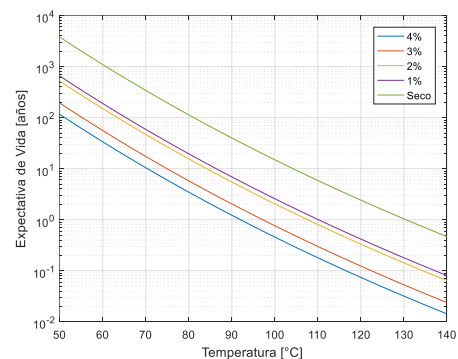


Figura 5. Expectativa de vida del aislamiento sólido en dependencia de la humedad y temperatura [7].

En la necesidad de realizar diagnósticos más adecuados sobre la condición de los sistemas de aislamiento de los transformadores de potencia, la medición de FDS (Frequency Domain Spectroscopy), conocida también como DFR (Dielectric Frequency Response),

permite conocer la conductividad del aceite, el contenido de humedad en % peso/peso del sistema de aislamiento del transformador y el DDF (Dielectric Dissipation Factor), obtenidos a través de la aplicación de respuesta dieléctrica de los materiales probados en un amplio rango de frecuencias [10]–[12].

Los datos obtenidos permiten conocer la condición del sistema de aislamiento papel – aceite y su degradación, debido al contenido de humedad y productos de oxidación.

La influencia de la humedad en el sistema de aislamiento de transformadores de potencia se manifiesta a diferentes rangos de frecuencia. Investigaciones en [13] demuestran que en un papel Kraft envejecido térmicamente a 115°C por 500 horas, el DDF y la capacitancia incrementan su valor con el aumento de humedad, siendo este efecto sensible a diferentes rangos de frecuencia ($10^{-4} < f < 10^3 \text{ Hz}$). El estudio determina que para dichas muestras de papel Kraft envejecido y con un contenido de humedad de 2%, los efectos del envejecimiento son perceptibles a frecuencias más limitadas ($10^{-4} < f < 10^1 \text{ Hz}$).

Por otro lado, la IEC 60422 [14], hace referencia a la atención que se debe prestar al contenido excesivo de humedad en el aceite, y sugiere que valores mayores a 100% de W_{rel} (saturación relativa), es suficiente para formar gotículas de agua, condición bajo la cual la rigidez dieléctrica baja considerablemente.

La saturación relativa se define como la relación porcentual entre W_o (solubilidad del aceite aislante) y W_{abs} (contenido absoluto de agua). W_o es la cantidad de agua que un aceite puede disolver sin saturarse bajo una determinada temperatura.

En la Figura 6, se muestra dos curvas de saturación para aceite dieléctrico de

origen mineral. En el primer caso se considera para aceites nuevos.

Para la segunda se considera para aceites cuya acidez es de 0.3 mg KOH/g.

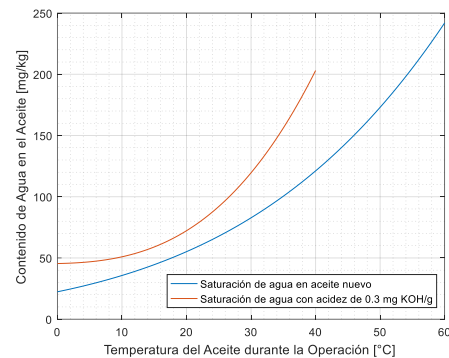


Figura 6. Curva de saturación de agua en el aceite dieléctrico para transformador en función de la temperatura [14].

En la Figura 7 se observa físicamente el sistema de aislamiento sólido de un transformador de 12.5 MVA, en donde se identificarán los agentes de degradación a los cuales se encuentra expuesto el equipo durante su vida útil. El reconocimiento de estos agentes permitirá desarrollar un algoritmo basado en programación no lineal, cuyo objetivo será maximizar la vida técnica del transformador de potencia a través de resultados obtenidos de mediciones de espectroscopía dieléctrica.

En la sección 2, se hace un estudio completo de los mecanismos de envejecimiento del sistema de aislamiento del transformador. En la sección 3 se describen los principios generales de la prueba de FDS. En la sección 4 se expone la formulación del problema y el algoritmo utilizado para la optimización. En la sección 5 se exponen los resultados obtenidos en este trabajo y en la sección 6 se presentan las conclusiones obtenidas de la investigación y trabajos futuros que pueden ser derivados del mismo.



Figura 7. Parte activa de un Transformador de Potencia de 12.5MVA. Fuente: El Autor

2. Agentes que aceleran el envejecimiento del papel aislante

Los transformadores de potencia sumergidos en aceite aislante se encuentran expuestos a tres agentes que degradan y aceleran los procesos de envejecimiento de la celulosa contenida en el papel aislante [4], [5].

Estos agentes conocidos como hidrólisis, pirólisis y oxidación han sido ampliamente estudiados por muchos autores. Es así que en Cigre Brochure 323, “Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers” [5], los autores resaltan que el sistema de aislamiento del transformador, compuesto por celulosa, envejece aceleradamente y de forma irreversible, por consecuencia de la presencia de estos tres factores.

El envejecimiento de la celulosa del transformador de potencia, está directamente asociado a la disminución de DP, y con esto a la pérdida de la tracción mecánica del papel, que es una

propiedad intrínseca de los elementos compuestos por fibras de glucosa.

Si bien la pirólisis ha sido ampliamente estudiada tanto por la IEEE como por la IEC [4], [14], estudios recientes han demostrado que las altas temperaturas en el transformador, junto a la existencia de partículas de agua y oxígeno, contribuyen a envejecimientos más acelerados de la celulosa, reduciendo la expectativa de vida técnica del equipo [15].

2.1 Oxidación

El aceite dieléctrico de origen mineral, está compuesto por bases de hidrocarburos de origen nafténico, isoparafínico y aromático, cuyas moléculas son inestables ante la presencia de oxígeno [8].

La oxidación del aceite aislante, permiten la formación de alcoholes, ácidos grasos, aldehídos, lacas, entre otros, conocidos como subproductos de oxidación, que se incrustan en las fibras de celulosa y debilitan la unión entre los anillos de glucosa del papel [2], [16].

En las Figuras 8 y 9, se observa diferentes grados de contaminación de las fibras de la celulosa del papel bajo microscopio.

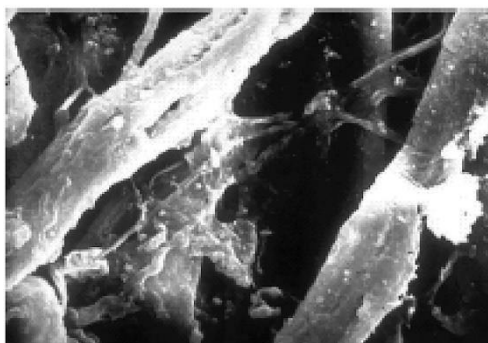


Figura 8. Fibras de papel aislante sumergidas en aceite dieléctrico con una acidez de 0.10 [2].



Figura 9. Fibras de papel aislante sumergidas en aceite dieléctrico con una acidez de 0.15 [2].

La pérdida de DP en la celulosa del transformador, producto de la debilidad de los anillos de monómeros, libera también agua, cetonas y jabones metálicos, producto de la reacción química, propia de la degradación por la presencia de este agente [2], [15], [17].

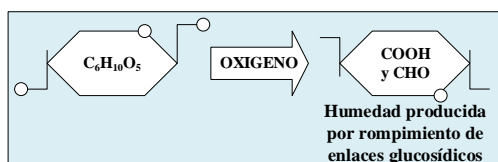


Figura 10. Proceso de degradación de la celulosa por efectos de la oxidación [18].

El efecto del envejecimiento de la celulosa del papel aislante fue investigado por Fabre [19]; sus experimentos fueron realizados en dos tipos de muestras. Por un lado, las primeras expuestas a oxígeno, y las segundas, totalmente selladas y libres del

contacto con este agente, permitiendo concluir que para estas últimas se tenía un factor de aceleración de 2.5 en comparación con las primeras muestras.

Si bien los modernos sistemas de preservación de aceite minimizan los efectos de la contribución de oxígeno y humedad en el sistema de aislamiento del transformador, la presencia de estos factores tiene una influencia negativa en la expectativa de vida de la celulosa del transformador.

2.2 Hidrólisis

La presencia de agua en el sistema de aislamiento sólido del transformador conocida como hidrólisis, es un agente que al igual que la oxidación, debilita la unión entre las moléculas de glucosa contenidas en la celulosa del papel aislante y disminuyen la expectativa de vida del equipo [15], [18].

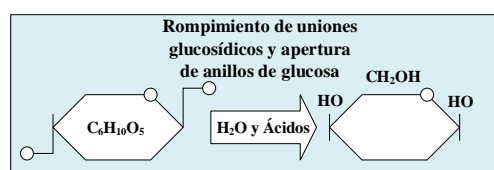


Figura 11. Proceso de degradación de la celulosa por efectos de hidrólisis [18].

Experimentos realizados a 90°C, 110°C y 130°C, presentados en [6], concluyen que el F_{AA} se incrementa por efectos de temperatura y humedad; cuya evidencia es la pérdida de DP.

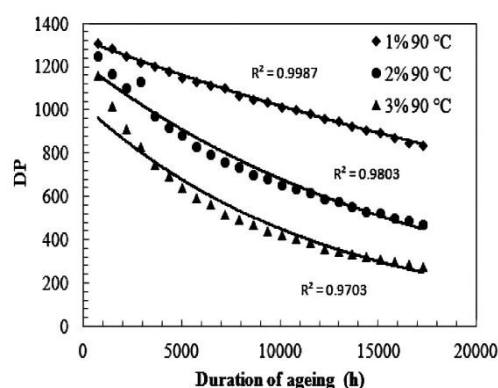


Figura 12. DP como función del tiempo de envejecimiento de la celulosa a 90°C [6].

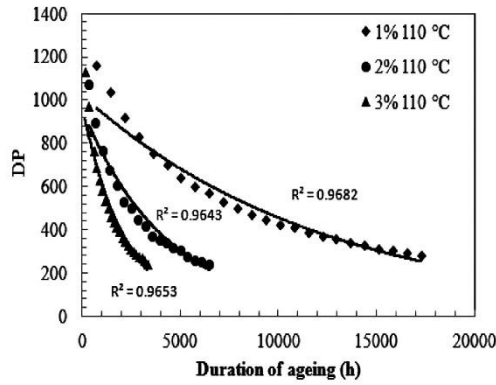


Figura 13. DP como función del tiempo de envejecimiento de la celulosa a 110°C [6].

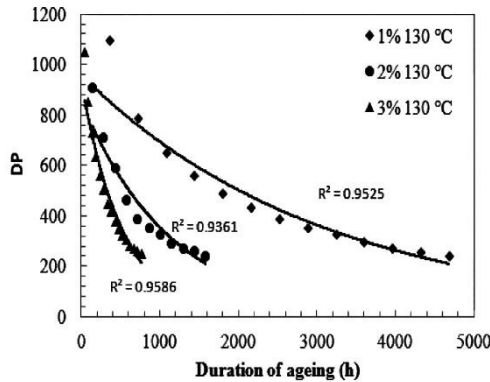


Figura 14. DP como función del tiempo de envejecimiento de la celulosa a 130°C [6].

Así mismo, los hallazgos encontrados permiten determinar que para el modelo de expectativa de vida del papel presentado en [4], los efectos de la hidrólisis son despreciados, debido a la baja concentración de agua en el papel de los transformadores bajo estudio.

2.3 Pirólisis

Los efectos de la pirólisis ha sido ampliamente discutido en [4], [5], [16], [20], [21], estos estudios coinciden que este agente incrementa considerablemente F_{AA} , es decir produce una pérdida agresiva de DP.

Altas temperaturas llevan a la carbonización de las fibras de celulosa contenidas en el papel aislante. Sin embargo, temperaturas moderadas, producto de períodos de carga y sobrecarga en los transformadores de potencia, rompen los puentes entre los monómeros de celulosa, reduciendo considerablemente la tracción mecánica del papel debido a la pérdida de DP;

liberando CO_2 , CO y vapor de agua como subproductos de la pirólisis [2], [5], [7], [16].

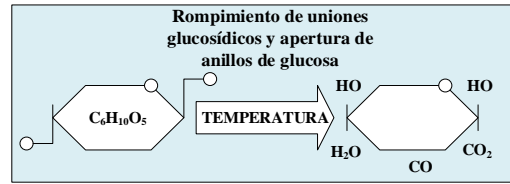


Figura 15. Proceso de degradación de la celulosa por efectos de la pirólisis [18].

En la Figura 15, se observa el mecanismo de degradación del sistema de aislamiento sólido del transformador por efectos de pirólisis.

Sin duda alguna, la pirólisis es el agente más agresivo en cuanto se refiere a la pérdida de vida útil de la celulosa del transformador de potencia.

3. Espectroscopía en el dominio de la frecuencia (FDS)

La prueba de FDS (Frequency Domain Response), conocida también como DFR (Dielectric Frequency Response), es una medición de DDF del aislamiento del transformador a múltiples valores de frecuencia.

Dado que se puede considerar como una transición analítica de la respuesta dieléctrica de los materiales en el dominio del tiempo; utilizando las transformadas de Fourier o Laplace se obtiene la respuesta dieléctrica de densidad de corriente de un voltaje ideal, considerando también la polarización instantánea [12].

En [12], los autores presentan la formulación y obtención de la función de respuesta dieléctrica a la frecuencia $f(t)$.

Así, en las ecuaciones siguientes se muestra que tanto la capacitancia y el DDF de un material dieléctrico, por efectos del envejecimiento, modificarán sus valores a diferentes valores de frecuencia.

$$\tilde{\epsilon}_r(\omega) = \epsilon'_r - i\epsilon''_r \quad (1)$$

$$\tilde{\epsilon}_r(\omega) = \epsilon'(\omega) - i[\epsilon''(\omega) + \sigma_0/\epsilon_0\omega] \quad (2)$$

$$\tilde{\epsilon}_r(\omega) = 1 + \chi'(\omega) - i[\chi''(\omega) + \sigma_0/\epsilon_0\omega] \quad (3)$$

Donde:

$\tilde{\epsilon}_r(\omega)$: Representa la medición de permitividad relativa del objeto bajo test

ϵ'_r : Permitividad real que representa la capacitancia del objeto bajo test

ϵ''_r : Permitividad imaginaria que representa las pérdidas del objeto bajo test

Para la obtención de las pérdidas dieléctricas, se empieza por la definición de corriente de desplazamiento en un campo eléctrico de tipo alterno sinusoidal [12], [22].

$$\vec{J}_d = \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \quad (4)$$

$$\vec{J}_d = \frac{\partial}{\partial t} [\epsilon_0 \epsilon_r^*(\omega) \vec{E}_0 e^{j\omega t}] \quad (5)$$

$$\vec{J}_d = j\omega \epsilon_0 \epsilon_r^*(\omega) \vec{E}_0 e^{j\omega t} \quad (6)$$

Donde:

\vec{J}_d : Corriente de Desplazamiento

\vec{D} : Densidad de Flujo Eléctrico

ϵ_0 : Permitividad del Vacío

$\epsilon_r^*(\omega)$: Permitividad relativa compleja

\vec{E}_0 : Campo Eléctrico

Haciendo una similitud con la ley de Ohm, la conductividad compleja se define como:

$$\sigma^* = j\omega \epsilon_0 \epsilon_r^*(\omega) \quad (7)$$

Si se considera también la conducción debido a portadores libres en el medio aislante, las componentes real e imaginaria de la conductividad vienen a ser representadas por las siguientes ecuaciones:

$$\sigma' = \sigma_c + \omega \epsilon_0 \epsilon_r''(\omega) \quad (8)$$

$$\sigma'' = \sigma_c + \omega \epsilon_0 \epsilon_r'(\omega) \quad (9)$$

Donde:

σ' : Es la parte real de la conductividad

σ'' : Es la parte imaginaria de la conductividad

σ_c : Conductividad producto de los portadores libres

La conductividad compleja, producto de portadores libres es determinada a partir de la permitividad compleja [12], [22].

$$\epsilon_r^* = \frac{\sigma^*}{j\omega \epsilon_0} = \epsilon'_r(\omega) - j \frac{\sigma''(\omega)}{\omega \epsilon_0} \quad (10)$$

En la Figura 16, se representan las pérdidas de energía por efecto Joule en el medio, producto de la densidad de corriente de desplazamiento, misma que está en fase al campo eléctrico aplicado, siendo W la potencia media disipada en unidades de volumen [22].

$$W = \frac{\omega \epsilon_0 \epsilon_r'' E_0^2}{2} \quad (11)$$

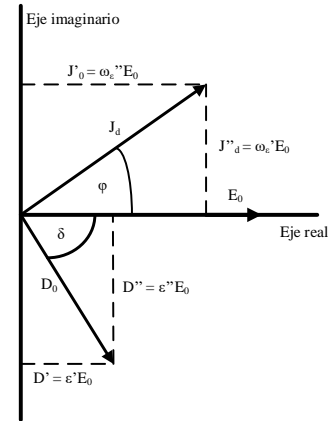


Figura 16. Interacción de vectores \vec{E} , \vec{J}_d y \vec{D} en un material dieléctrico bajo un campo eléctrico sinusoidal [22].

Para identificar las pérdidas dieléctricas se utiliza la tangente del ángulo δ [12], [22], que describe el desfase entre los vectores \vec{E} y \vec{D} . La tangente del ángulo δ se describe como:

$$\tan \delta(\omega) = \frac{\varepsilon''_r(\omega)}{\varepsilon'_r(\omega)} \quad (12)$$

Donde:

$\tan \delta(\omega)$: DDF

En [12], [23] los autores concluyen que la susceptibilidad de los materiales aislantes no solo es función de la frecuencia sino también de la temperatura.

$$X(\omega, T) = A(T) \cdot F\left(\frac{\omega}{\omega_c(T)}\right) \quad (13)$$

Donde:

$A(T)$: Constante de amplitud para la celulosa, dependiente de la temperatura

$F(X)$: Función espectral

$\omega_c(T)$: Frecuencia característica

Si bien, los materiales aislantes idealmente deben ser térmicamente estables, en general, variaciones de temperatura hace que el espectro dieléctrico sea desplazado hacia frecuencias más altas o bajas [24], entonces la permitividad compleja puede describirse de la siguiente manera:

$$\varepsilon_r^* = \varepsilon_\infty + \frac{\Delta\varepsilon}{1 + j\omega\tau\exp\left(-\frac{W_a}{kT}\right)} \quad (14)$$

Donde:

W_a : Energía de activación

k : Constante de Boltzmann

T : Tiempo de Relajación

De la ecuación 14, se observa que la permitividad del material aislante es función de $-W_a/kT$. Con esto, a medida que la temperatura aumenta, la respuesta dieléctrica se mueve a una frecuencia más alta y viceversa [12], [24].

En [10], se indica que la energía de activación para el papel Kraft es de 1 a 1.05 eV, mientras que para el aceite aislante de origen mineral es de 0.4 a 0.5 eV.

Los resultados de la investigación de [10] se muestran en la Figura 17, en

donde se observa la dependencia que tiene la energía de activación a un amplio rango de frecuencias y para diferentes temperaturas.

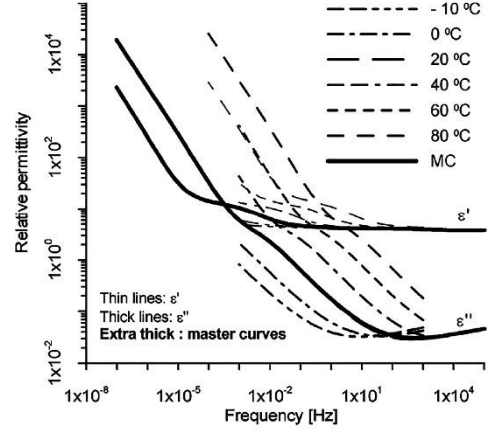


Figura 17. Conjunto de curvas medidas y maestra, resultantes de la aplicación de FDS en un rango amplio de frecuencias [10].

Desde el año 1997 [23], en que se introdujo un instrumento de medición de FDS en campo, numerosas investigaciones coinciden que la respuesta dieléctrica, junto con el modelamiento del sistema de aislamiento, es el método más adecuado para la medición de contenido de humedad en el aislamiento sólido de transformadores de potencia [12], [25]–[27].

Los resultados de las mediciones realizadas normalmente son presentados como capacitancia y DDF en función de la frecuencia y la temperatura.

En la Figuras 18, 19 y 20, son presentados los resultados de las mediciones FDS realizadas a un transformador de potencia de 12.5 MVA cuyos datos principales se encuentran tabulados en la Tabla 1; la prueba fue realizada a una temperatura de 32°C.

Tabla 1. Datos de transformador de potencia de 12.5 MVA

Parámetro	Descripción
Fabricante	ELIN
Serie	1062553

Potencia	12.5 MVA
Voltaje Primario	46 kV
Voltaje Secundario	4.16 kV
Grupo Vectorial	Ynd1

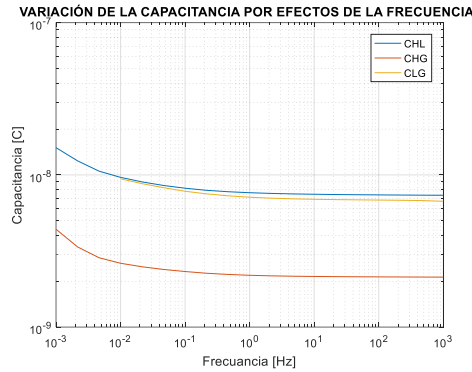


Figura 18. Mediciones de FDS – Dependencia de la capacitancia del material dieléctrico a diferentes frecuencias. Fuente: El Autor

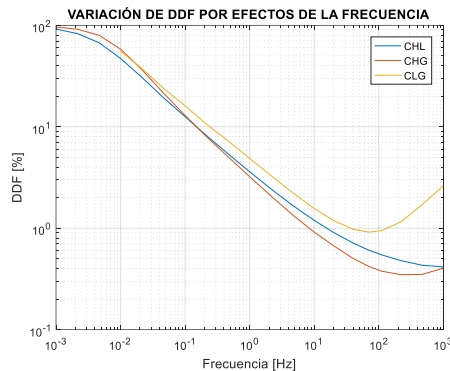


Figura 19. Mediciones de FDS – Dependencia de DDF del material dieléctrico a diferentes frecuencias. Fuente: El Autor

Resultados a 60Hz, 32°C		Análisis de resultados	
Capacitancia pF	%DDF	%DDF a 60 Hz & 20°C	Humedad %(peso/peso)
7420	0.635	0.539	2.9
		< 0.30% Como nuevo	< 1.00% Como nuevo
		0.30 – 0.50% Bueno	1.00 – 2.00% Seco
		0.50 – 1.00% Deteriorado	2.00 – 3.00% Modestamente húmedo
		> 1.00% Investigar	> 3.00% Húmedo
			Cond. (pS/m) a 25°C
			0.247
			< 0.37pS/m Como nuevo
			0.37 – 3.70pS/m Bueno
			3.70 – 37pS/m Envejecido
			> 37pS/m Deteriorado

Figura 20. Reporte de resultados emitido por el software de análisis FDS. Fuente: El Autor

La medición FDS, junto con un modelo matemático de la respuesta dieléctrica a la frecuencia llamado XY, es capaz de encontrar la dependencia térmica del aislamiento [12].

En general, la estructura geométrica del aislamiento del transformador de potencia se representa por la cantidad de

barreras (%X) y espaciadores (%Y) de los ductos de enfriamiento[25], [28]. La Figura 21 muestra el modelo XY del aislamiento del transformador de potencia.

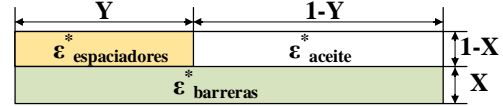


Figura 21. Modelo XY del aislamiento del transformador [28].

La permitividad del aceite, espaciadores y barreras, es una función que depende de la frecuencia y temperatura [28].

$$\varepsilon(\omega, T) = \frac{Y}{\frac{1-X}{\varepsilon_{\text{espaciadores}}} + \frac{X}{\varepsilon_{\text{barreras}}}} + \frac{1-Y}{\frac{1-X}{\varepsilon_{\text{aceite}}} + \frac{X}{\varepsilon_{\text{barreras}}}} \quad (15)$$

La metodología de FDS para la determinación de la humedad consiste en la comparación dieléctrica de los resultados obtenidos versus una respuesta dieléctrica modelada. El algoritmo de análisis reorganiza la respuesta dieléctrica modelada que muestra el espécimen medido [24].

En la Figura 20, se observa el reporte de resultados emitido por el software del equipo, en donde se presenta DDF a 20°C, contenido de humedad en % (peso/peso) y conductividad del aceite.

4. Formulación del Problema

El objetivo de este trabajo es maximizar la vida técnica de un transformador de potencia a través de los resultados de las mediciones de respuesta dieléctrica a la frecuencia, que determinará la temperatura óptima para la operación del equipo en régimen continuo, mediante técnicas de optimización.

En la IEEE Std. C57.91-2011 [4], proporciona una herramienta para el

cálculo del F_{AA} por efecto de la temperatura descrito en la ecuación 16.

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta H + 273}\right]} \quad (16)$$

El F_{AA} es utilizado para determinar el factor F_{EQA} por cada ciclo Δt_n , medido en horas, y sobre el cual se analiza el envejecimiento equivalente del transformador como se muestra en la ecuación 17.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (17)$$

Sin embargo, en IEEE Std. C57.91-2011, no se considera el contenido de oxígeno y agua en el papel, agentes que contribuyen al envejecimiento de la celulosa y disminuyen la esperanza de vida del transformador de potencia.

En [29], [30], los autores aplicaron una ecuación cinética para describir el envejecimiento del papel, en donde se vinculó la ecuación de Arrhenius, utilizada en el modelo IEEE [4].

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = kt \quad (18)$$

$$k = A \cdot e^{-E_a/RT} \quad (19)$$

Donde:

DP_t : Grado de polimerización evaluado en cualquier período t

DP_0 : Grado de polimerización inicial

k : Tasa de envejecimiento

A : Su valor está definida por la cantidad de agua en el papel y oxígeno disuelto en el aceite aislante

E_a : Energía mínima requerida para iniciar la reacción

R : Constante ideal para todos los gases

T : Temperatura absoluta

Esta ecuación es utilizada en Cigre Brochure 323, "Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers" [5] y [7], en donde se define como DP_0 el

valor de 1000, que es un promedio adecuado luego de los procesos de fabricación de la celulosa. Así también se considera 200 para describir el fin de la vida técnica del papel.

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = A \cdot t \cdot e^{-E_a/RT} \quad (20)$$

Donde:

t : Período de envejecimiento en horas

De la ecuación 8, se deriva la ecuación para el cálculo de la reducción de DP en un intervalo de tiempo n .

$$DP_n = \frac{1}{A \cdot t_n \cdot e^{\left(-\frac{E_a}{RT}\right)} + \frac{1}{DP_{n-1}}} \quad (21)$$

Entonces, la pérdida de vida de la celulosa se calcula dividiendo el período de envejecimiento para la vida esperada a esa temperatura.

LL_n es la pérdida de vida después del período t_n , misma que se encuentra calculada en la ecuación 22.

$$LL_n = \frac{t_n}{\left(\frac{1}{200} - \frac{1}{1000}\right) \cdot \frac{1}{A} \cdot e^{-E_a/RT}} \quad (22)$$

Para la obtención del valor A , los autores en [31], utilizan una técnica de aprendizaje automático a través de una SVM (Support Vector Machine), y por otro lado, hacen uso de la metodología de triangulación a través de datos experimentales, cuyos resultados se presentan en las ecuaciones 23, 24 y 25.

Para $O_2 < 7000$ ppm

$$A = (1.78 \cdot 10^{12})w^2 + (1.10 \cdot 10^{10})w + 5.28 \cdot 10^7 \quad (23)$$

Para $7000 < O_2 < 14000$ ppm

$$A = (1.13 \cdot 10^{11})w - 1.84 \cdot 10^7 \quad (24)$$

Para $14000 < O_2 < 25000$ ppm

$$A = (1.71 \cdot 10^{11})w + 1.55 \cdot 10^8 \quad (25)$$

Donde:

w : Contenido de agua en el papel

Si el contenido de w y O_2 se encuentran en los límites máximos, es indudable suponer que el valor A será alto. En [7], Lundgaard explica que si el oxígeno reacciona con los ácidos formados por el proceso de oxidación del aceite, la velocidad de envejecimiento de la celulosa se verá acelerada, debido a que la reacción es catalizada.

De la investigación en [32], se establece la dependencia de ΘH y el contenido de agua en el papel.

$$\Theta H = 127.6 \cdot e^{-1.334w} + 136.7 \cdot e^{-0.0423w} \quad (26)$$

Como se observa, el problema a resolver cuenta con restricciones debido a parámetros técnicos que definen los límites de operación, y que garantizarán maximizar la esperanza de vida de un transformador de potencia. Entonces el problema de optimización cuenta con la estructura general, integrada por una función objetivo a cumplir misma que está sujeta a restricciones que se detalla a continuación:

4.1 Función objetivo

Conocida la problemática, se plantea como función objetivo la maximización de la vida técnica de un transformador de potencia a través de la minimización del factor LL_n , mismo que responde al cálculo de LL_n , detallado en la ecuación 16.

$$\min \sum_{n=1}^N LL_n \quad (27)$$

Donde:

LL_n : Pérdida de vida equivalente en el papel después del período t_n

Δt_n : Ciclo de tiempo de análisis, medido en horas

4.2 Restricciones del problema

Toda vez que ΘH del transformador, depende de la cantidad de agua en la celulosa y oxígeno disuelto en el aceite aislante, se consideran las siguientes restricciones:

1) *Restricción de pérdida de vida técnica de la celulosa:*

De la ecuación 22, que muestra el desgaste de vida del papel en cada intervalo t_n , la vida total que se ha perdido es expresado en la ecuación 27, en donde el valor de 1 es para un transformador nuevo y tiene una pendiente decreciente hasta alcanzar el valor de 0 cuando técnicamente ha terminado su vida útil.

$$1 - \sum_{n=1}^N LL_n \geq 0 \quad (27)$$

2) *Limitación térmica debido a humedad en el papel:*

A partir de la ecuación 26, se establece la siguiente ecuación:

$$\Theta H \leq 127.6 \cdot e^{-1.334w} + 136.7 \cdot e^{-0.0423w} \quad (28)$$

3) *Limitación térmica según IEEE Std.C57.91-2011:*

En general, la IEEE Std.C57.91-2011, sugiere mantener límites de temperatura por concepto de carga y sobrecarga en los transformadores, que garantizarán maximizar la expectativa de vida técnica de la celulosa del transformador.

$$\Theta H_{min} \leq \Theta H \leq \Theta H_{max} \quad (29)$$

4) *Esperanza de vida del papel:*

De las ecuaciones 18 y 19, se construye la siguiente ecuación que describe la

esperanza de vida del papel del transformador en horas:

$$\frac{\left(\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0}\right)}{A \cdot e^{-E_a/RT}} = EVP \quad (30)$$

4.3 Modelo matemático a optimizar

Definida la función objetivo y las restricciones del problema, la propuesta de modelo matemático para maximizar la vida técnica de transformadores de potencia a través de espectroscopía dieléctrica, se describe a continuación:

$$FO = \min \sum_{n=1}^N LL_n \quad (31)$$

Sujeto a:

$$1 - \sum_{n=1}^N LL_n \geq 0 \quad (32)$$

$$\Theta H \leq 127.6 \cdot e^{-1.334w} + 136.7 \cdot e^{-0.0423w} \quad (33)$$

$$20^\circ C \leq \Theta H \leq 110^\circ C \quad (34)$$

$$\frac{\left(\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0}\right)}{A \cdot e^{-E_a/RT}} = EVP \quad (35)$$

4.4 Descripción del caso de estudio

Como caso de estudio se considera el planteado en [31], donde un transformador de 20/27 MVA falló en el año 2010 luego de 47 años de servicio.

Después de la falla, se tomaron muestras de secciones de papel aislante, y se pudo estimar el DP bajo efectos de hidrólisis y oxidación.

Inicialmente el transformador fue energizado con un contenido de agua en el papel de 0.5%, considerado como seco, mismo que se habría incrementado exponencialmente a 4% durante su vida técnica.

Así mismo los autores indican que la concentración de oxígeno en el aceite fue de aproximadamente 10000 ppm cuando

el transformador era nuevo. Luego de 23 años de trabajo los autores reportan que la prueba de DGA (Dissolved Gas Analysis for Transformers), muestra que la concentración de oxígeno se encontraba en un rango considerado alto, es decir por encima de 16500 ppm. Así mismo los autores establecen a ΘH ponderado el valor de 59.5°C.

Producto del estudio en [31], los autores señalan que el DP calculado fue aproximadamente 200, siendo las mediciones de DP más bajas 231.

Los datos obtenidos del caso de estudio son ingresados para realizar la optimización del algoritmo en GAMS (General Algebraic Modeling System).

El algoritmo utilizado cumple con el modelo matemático a optimizar propuesto, es decir, está estructurado por una función objetivo sujeto a restricciones de carácter técnico de funcionamiento.

La Tabla 2, muestra las variables utilizadas en el algoritmo.

Tabla 2. Variables del algoritmo propuesto

Nombre	Descripción
LL_n	Pérdida de vida después del período t_n
t_n	Período de Análisis
ΘH	The Winding Hottest-Spot Temperature
w	Contenido de agua en el papel
E_a	Energía mínima requerida para iniciar la reacción
R	Constante ideal para todos los gases
T	Temperatura absoluta
DP_t	Grado de polimerización evaluado en cualquier período t
DP_0	Grado de polimerización inicial
EVP	Esperanza de vida en el papel del transformador en horas

La Tabla 3, detalla el pseudocódigo del algoritmo de optimización propuesto.

Tabla 3. Algoritmo para la maximización de la vida técnica de transformadores de potencia a través de espectroscopía dieléctrica

Algoritmo para la maximización de la vida técnica de transformadores de potencia a través de espectroscopía dieléctrica	
Paso 1:	Inicio
Paso 2:	Ingreso valores de escalares (E_a y R).
Paso 3:	Inicializar los set n (períodos de análisis)
Paso 4:	Calcular A_n y w_n
Paso 5:	Especificar las variables objetivo y de decisión para el problema de optimización
Paso 6:	Ingreso de la función objetivo a minimizar
Para $n = 1$ hasta N	
$\min \sum_{n=1}^N F_{EQA}$	
Fin Para	
Paso 7:	Especificar las restricciones de desigualdad (vida perdida, humedad en el papel y temperatura).
Paso 8:	Registrar los resultados obtenidos a través del reporte generado por el software de optimización.
Paso 9:	Fin

5. Análisis de Resultados

Los resultados del algoritmo son analizados a partir de la evaluación de w y ΘH en dos escenarios de estudio. Durante el escenario 1, son utilizados los parámetros del caso de estudio de [31].

Para el escenario 2, se utilizó 0.5%, 1% y 1.5% como valor inicial de contenido de humedad en el papel del transformador, resultado obtenido a través de mediciones de respuesta dieléctrica a la frecuencia (FDS). El incremento de w_0 , se da con la finalidad de analizar el comportamiento de ΘH ponderada para esta condición.

Así mismo, para este escenario se utiliza las ecuaciones 23, 24 y 25 para el cálculo del coeficiente A_n , que analizará el comportamiento de la vida técnica del papel debido a concentraciones baja, media y alta de oxígeno durante el período de funcionamiento del equipo.

5.1 Escenario 1

El escenario 1 conserva los datos originales del caso de estudio de [31] es decir:

- w_0 : 0.5%
- E_a : 111000 [J/mol]
- R : 8.314 [$J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$]
- ΘH : 59.5 °C

El resumen de resultados del escenario 1 se muestran en la Tabla 4, mismos que han sido tabulados para un horizonte de estudio de 50 años.

La Tabla 5, muestra los resultados obtenidos luego de la aplicación del algoritmo de optimización para este caso de estudio.

Tabla 4. Resumen de resultados obtenidos a partir del caso de estudio de un transformador de potencia en [33]

N	HR(n)	A(n)	$\Theta H(n)$	DP(n)	LL(n)
0	0.500%	6.32E+08	20.00	1000.00	0.01
1	0.523%	6.61E+08	59.50	979.33	0.01
2	0.546%	6.92E+08	59.50	958.60	0.01
3	0.571%	7.24E+08	59.50	937.82	0.01

22	1.323%	1.70E+09	59.50	562.83	0.01
23	1.383%	1.78E+09	59.50	545.39	0.01
24	1.446%	2.63E+09	59.50	521.53	0.02
25	1.511%	2.74E+09	59.50	498.78	0.02
48	4.181%	7.30E+09	59.50	182.26	0.06
49	4.370%	7.63E+09	59.50	174.52	0.06
50	4.568%	7.97E+09	59.50	167.10	0.06
$\sum LL_n$				1.25	

Tabla 5. Resumen de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio de [33]

n	HR(n)	A(n)	$\Theta H(n)$	DP(n)	LL(n)
0	0.500%	6.32E+08	20.00	1000.00	0
1	0.523%	6.61E+08	70.91	925.93	0.02
2	0.546%	6.92E+08	70.51	862.07	0.02
3	0.571%	7.24E+08	70.11	806.45	0.02
22	1.323%	1.70E+09	62.73	362.32	0.02
23	1.383%	1.78E+09	62.36	352.11	0.02
24	1.446%	2.63E+09	59.11	342.47	0.02
25	1.511%	2.74E+09	58.76	333.33	0.02
48	4.181%	7.30E+09	50.87	206.61	0.02
49	4.370%	7.63E+09	50.53	203.25	0.02
50	4.568%	7.97E+09	50.19	200.00	0.02
$\sum LL_n$				1.00	

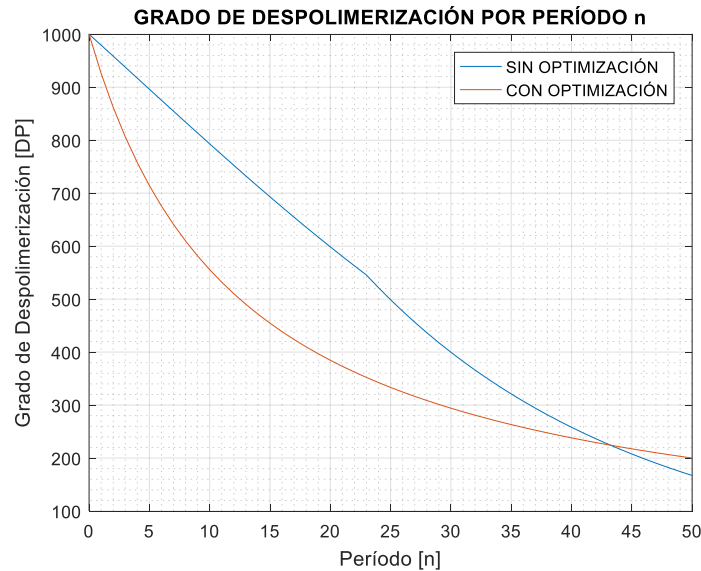


Figura 22. DP sin optimizar vs. DP optimizado para el caso de estudio de [33].

5.2 Escenario 2

En el escenario 2 se consideraron tres casos de estudio, cuya diferencia se establece debido al contenido de humedad en el papel para el período 0.

Esta información se obtiene a través de prácticas de medición de respuesta dieléctrica a la frecuencia.

Para todos los casos de estudio y con la finalidad de analizar la presencia de la

oxidación en un transformador de potencia, se asume que en el período comprendido entre t_0 y t_{10} , el aceite mineral aislante posee una baja concentración de oxígeno, desde t_{11} a t_{25} se establece la concentración de oxígeno como media y para las siguientes como alta.

Bajo estas condiciones son tabulados los valores de A y a su vez se utilizará ΘH , producto del modelo matemático de optimización descrito en la sección 4.

1) *Caso 1:* En el caso 1 el contenido de humedad en el papel w_0 es de 0.5%, permitiendo obtener los resultados descritos en la Tabla 8 del Anexo 2. En la Figura 23 se observa del decaimiento de DP y ΘH producto del hidrólisis, oxidación y pirólisis.

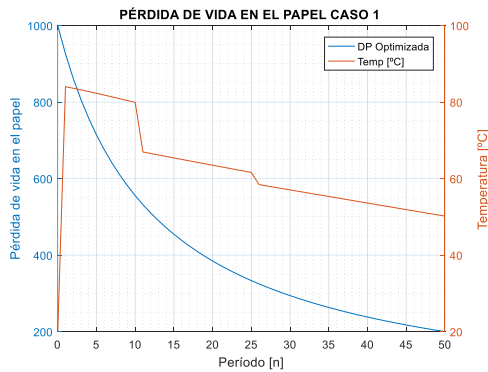


Figura 23. Grado de polimerización como función de w y O_2 , bajo ΘH resultado del modelo matemático de optimización con $w_0 = 0.5\%$

2) *Caso 2:* En el caso 2 el contenido de humedad en el papel w_0 es de 1.00%, permitiendo obtener los resultados descritos en la Tabla 9 del Anexo 2. En la Figura 24 se observa del decaimiento de DP y ΘH producto del hidrólisis, oxidación y pirólisis.

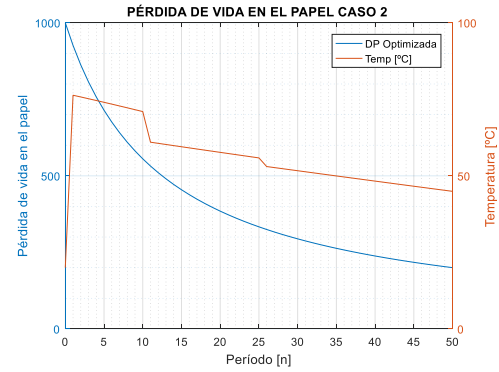


Figura 24. Grado de polimerización como función de w y O_2 , bajo ΘH resultado del modelo matemático de optimización con $w_0 = 1.0\%$

3) *Caso 3:* En el caso 3 el contenido de humedad en el papel w_0 es de 1.50%, permitiendo obtener los resultados descritos en la Tabla 10 del Anexo 2. En la Figura 25 se observa del decaimiento de DP y ΘH producto del hidrólisis, oxidación y pirólisis.

En la Figura 26 se muestra el comportamiento de ΘH para cada caso de estudio.

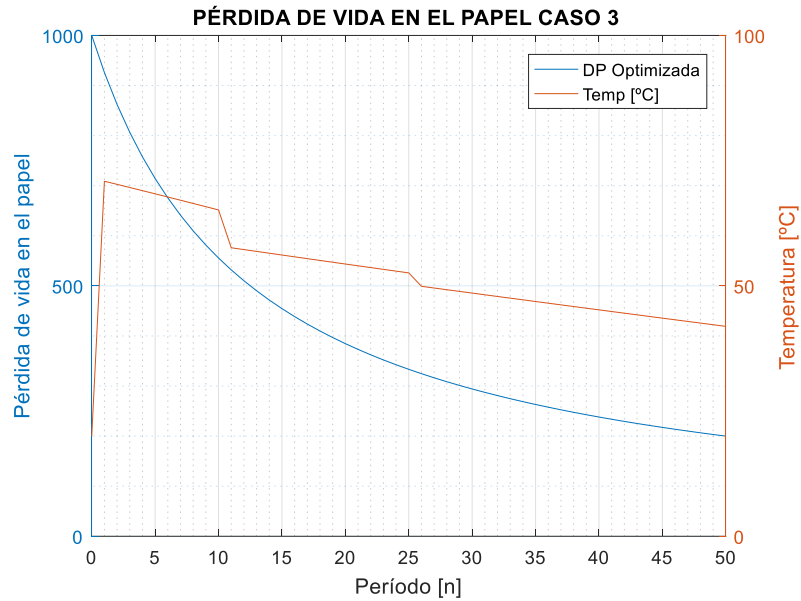


Figura 25. Grado de polimerización como función de w y O_2 , bajo ΘH resultado del modelo matemático de optimización con $w_0 = 1.5\%$

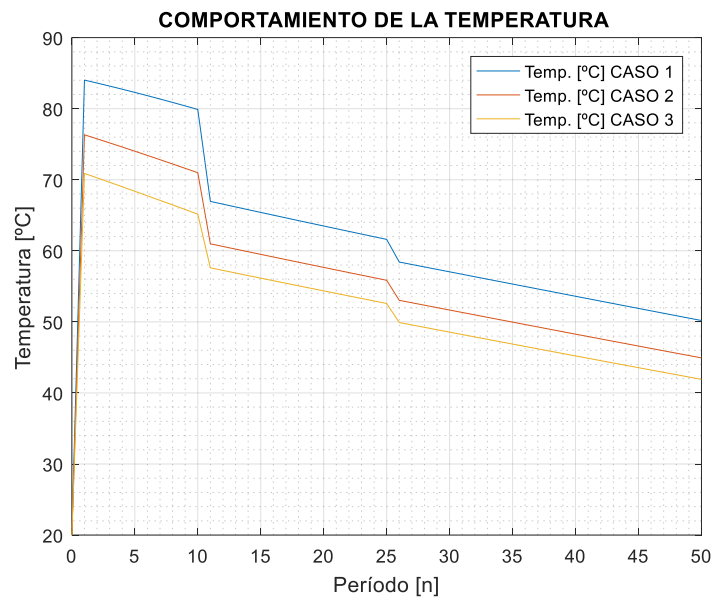


Figura 26. ΘH para cada periodo de análisis como función de w y O_2 , bajo diferentes valores de w_0

De las Figuras 23, 24, 25 y 26, se observa que la expectativa de vida del papel depende de la temperatura de funcionamiento del transformador.

Debido al incremento de las concentraciones de w y O_2 , el valor de ΘH tiende a disminuir para cada período n , con la finalidad de cumplir con la expectativa de vida del equipo.

Si bien el incremento de humedad en el papel es de carácter exponencial, durante los períodos de cambio en la

concentración de oxígeno, ΘH muestra una disminución significativa. Este efecto se replica para los tres casos de estudio, y es consecuencia de la presencia de este agente en la pérdida de vida del transformador.

6. Conclusiones

Los resultados muestran que durante los períodos de análisis con baja concentración de w y O_2 , ΘH puede

tomar valores de temperatura altos, es decir la transferencia de potencia a través del transformador en los primeros años es alta. Sin embargo, en condiciones de alta humedad y presencia considerable de oxígeno, reducir carga en el equipo puede ser considerada una acción de mantenimiento válida para conservar la expectativa de vida residual de la celulosa como se aprecia en la Figura 26.

Para todos los casos de estudio, se observa como el algoritmo de optimización, a través de la selección óptima de ΘH , permite que el decrecimiento de DP no sea lineal, esta condición garantiza que en escenarios de envejecimiento acelerado de la celulosa, los efectos de los agentes de degradación tengan una menor incidencia en el sistema de aislamiento del transformador.

Los resultados obtenidos, determinan que a mayor contenido de humedad y oxígeno la temperatura de operación del transformador debe reducir con la finalidad de maximizar la vida técnica del transformador. Estos resultados normalmente corresponden a un decremento de carga de 25% de la potencia nominal del transformador, sin embargo, la cargabilidad del transformador depende de su diseño y clase de enfriamiento.

Si bien los resultados obtenidos a través de la práctica de espectroscopía dieléctrica a transformadores de potencia no maximiza directamente la vida técnica del transformador de potencia, conocer en cualquier momento el contenido de humedad, factor de disipación, y conductividad del aceite permite tomar acciones sobre el control de temperatura y cargabilidad del equipo a fin de incrementar su vida residual.

6.1 Trabajos Futuros

El modelo propuesto en este artículo puede ser utilizado y mejorado con la finalidad de ofrecer una herramienta de valoración a departamentos de

construcción y mantenimiento de transformadores. Algunas opciones se detallan a continuación:

- Se recomienda incluir este modelo de optimización para el análisis de pérdida de vida en el transformador por presencia de armónicos en la red.
- El algoritmo propuesto puede ser mejorado al incluir restricciones económicas tales como la tasa de retorno de inversión por concepto la adquisición del equipo.
- Así mismo, se pueden incluir restricciones debido a inversión por la instalación de sistemas de enfriamiento adicionales al existente en el transformador.

7. Referencias

- [1] S. D. Myers, J. J. Kelly, and R. H. Parrish, *A Guide To Transformer Maintenance*, Second. Akron, Ohio: S D Myers Inc, 1988.
- [2] E. Gallo Martínez, *Diagnóstico y Mantenimiento a Transformadores en Campo*, Segunda. Bogotá, 2010.
- [3] C. AJ, M. A. Salam, Q. M. Rahman, F. Wen, S. P. Ang, and W. Voon, "Causes of transformer failures and diagnostic methods – A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 1442–1456, Feb. 2018.
- [4] IEEE Power and Energy Society, "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators." IEEE, pp. 1–123, 2012.
- [5] L. E. Lundgaard *et al.*, *Cigré Brochure 323 - Ageing of Cellulose in Mineral-Oil Insulated Transformers*, no. October. Cigré Brochure, 2007.
- [6] M. Mandlik and T. S. Ramu,

- “Moisture aided degradation of oil impregnated paper insulation in power transformers,” *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 21, no. 1, pp. 186–193, Feb. 2014.
- [7] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, and T. J. Painter, “Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 1, pp. 230–239, Jan. 2004.
- [8] W. Lampe and E. Spicar, “The Oxygen-Free Transformer, Reduced Aging by Continuous Degassing,” *Cigré Paper 12-05*. Cigré International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, pp. 1–15, 1976.
- [9] W. D. A. G. Hillary *et al.*, “A tool for estimating remaining life time of a power transformer,” in *2017 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon)*, 2017, pp. 373–378.
- [10] D. Linhjell, L. Lundgaard, and U. Gäfvert, “Dielectric response of mineral oil impregnated cellulose and the impact of aging,” *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 14, no. 1, pp. 156–169, 2007.
- [11] S. M. Gubanski *et al.*, “Cigré Brochure 414 - Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings,” *CIGRE Tech. Broch.*, vol. 01, no. April, 2010.
- [12] S. Gubanski *et al.*, “Cigré Brochure 254 - Dielectric response methods for diagnostics of power transformers,” *CIGRE Tech. Broch.*, vol. 33, no. 0, 2004.
- [13] A. Betie, F. Meghnefi, I. Fofana, and Z. Yeo, “On the impacts of ageing and moisture on dielectric response of oil impregnated paper insulation systems,” in *2012 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 2012, pp. 219–222.
- [14] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance,” *IEC 60422*. pp. 1–11, 2009.
- [15] K. Liland, M. Kes, M.-H. Glomm Eise, L. Lundgaard, and B. Christensen, “Study of oxidation and hydrolysis of oil impregnated paper insulation for transformers using a microcalorimeter,” *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 18, no. 6, pp. 2059–2068, Dec. 2011.
- [16] C. Rajotte *et al.*, “Cigré Brochure 445 - Guide for Transformer Maintenance,” *CIGRE Tech. Broch.*, no. February, p. 23, 2011.
- [17] R. R. Hossain, S. Mitra, A. Chakraborty, M. Majumder, and S. Dey, “Pattern analysis of oil diagnostic results with service age of power transformers,” in *2017 IEEE Calcutta Conference (CALCON)*, 2017, pp. 298–303.
- [18] L. Cheim, D. Platts, T. Prevost, and S. Xu, “Furan analysis for liquid power transformers,” *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 28, no. 2, pp. 8–21, Mar. 2012.
- [19] J. Fabre and A. Pinchon, “Deterioration processes and products of paper in oil,” in *Cigré Paper 12-137*, 1960, pp. 1–16.
- [20] I. Fernández *et al.*, “Thermal degradation assessment of Kraft paper in power transformers insulated with natural esters,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 104, pp. 129–138, Jul. 2016.

- [21] M.-C. Lessard, I. Atanasova, T. Buchacz, L. Cheim, S. Eeckhoudt, and B. Finlay, "Cigré Brochure 494 - Furanic Compounds for Diagnosis," *CIGRE Tech. Broch.*, vol. 01, no. Tf 13, p. 71, 2012.
- [22] P. Tenajas, "Análisis del envejecimiento del aceite de un transformador mediante espectroscopía dieléctrica medida en baja frecuencia," 2010.
- [23] P. Werelius, B. Holmgren, and U. Gafvert, "Diagnosis of medium voltage XLPE cables by high voltage dielectric spectroscopy," in *ICSD'98. Proceedings of the 1998 IEEE 6th International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics (Cat. No.98CH36132)*, 1998, pp. 79–84.
- [24] P. Werelius, M. Ohlen, Jialu Cheng, and D. M. Robalino, "Dielectric frequency response measurements and dissipation factor temperature dependence," in *2012 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 2012, pp. 296–300.
- [25] U. Gafvert, L. Adeen, M. Tapper, P. Ghasemi, and B. Jonsson, "Dielectric spectroscopy in time and frequency domain applied to diagnostics of power transformers," in *Proceedings of the 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (Cat. No.00CH36347)*, 2000, vol. 2, pp. 825–830.
- [26] S. Gubanski *et al.*, *Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System REDIATool - a European Research Project*. 2006.
- [27] R. Liao *et al.*, "Quantitative analysis of insulation condition of oil-paper insulation based on frequency domain spectroscopy," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 22, no. 1, pp. 322–334, Feb. 2015.
- [28] R. Neimanis, L. Arvidsson, and P. Werelius, "Dielectric spectroscopy characteristics of aged transformer oils," in *Proceedings: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Technology Conference (Cat. No.03CH37480)*, 2003, pp. 289–293.
- [29] A. M. Emsley, "The kinetics and mechanisms of degradation of cellulosic insulation in power transformers," *Polym. Degrad. Stab.*, vol. 44, no. 3, pp. 343–349, Jan. 1994.
- [30] R. J. Heywood, X. Xiao, M. Ali, and A. M. Emsley, "Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3: Effects of oxygen and water on ageing in oil," *IEE Proc. - Sci. Meas. Technol.*, vol. 147, no. 3, pp. 115–119, May 2000.
- [31] D. Martin, Y. Cui, T. Saha, N. Lelekakis, and J. Wijaya, "Life estimation techniques for transformer insulation," in *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2013, pp. 1–6.
- [32] A. Kumari, H. C. Verma, A. Baral, and S. Chakravorti, "Comparison of different methods available for evaluating remaining life of OIP insulation used in power transformers," in *2017 6th International Conference on Computer Applications In Electrical Engineering-Recent Advances*

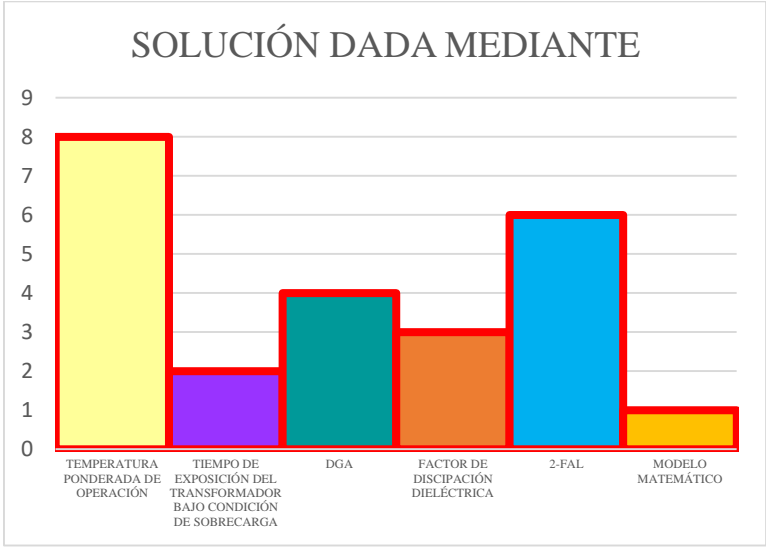
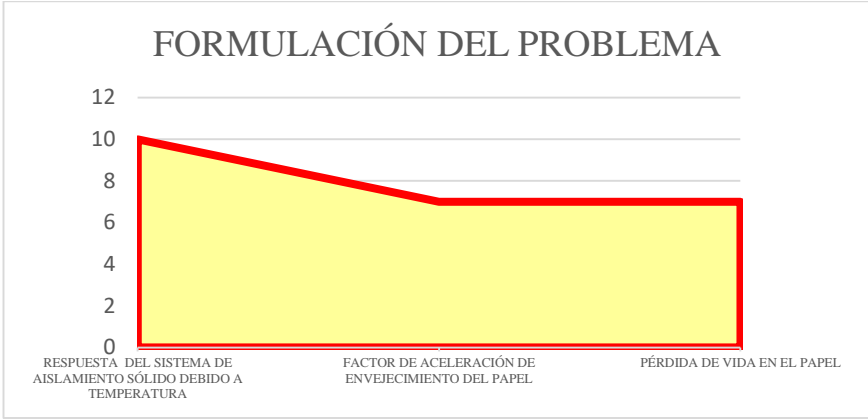
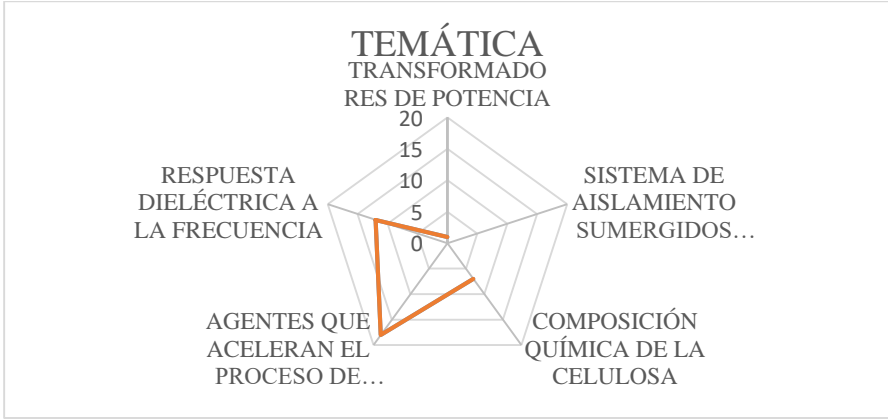
- (CERA), 2017, pp. 209–214.
- [33] D. Martin, Y. Cui, T. Saha, N. Lelekakis, and J. Wijaya, “Life estimation techniques for transformer insulation,” in *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2013, pp. 1–6.

7.1 Estado del Arte

MAXIMIZACIÓN DE LA VIDA TÉCNICA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA A TRAVÉS DE ESPECTROSCOPÍA DIELECTRICA																							
DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA						
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	TRANSFORMADORES DE POTENCIA	SISTEMA DE AISLAMIENTO SUMERGIDOS EN ACEITE AISLANTE	COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA CELULOSA	AGENTES QUE ACELERAN EL PROCESO DE ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL	RESPUESTA DIELECTRICA A LA FRECUENCIA	RESPUESTA DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO SÓLIDO DEBIDO A TEMPERATURA	FACTOR DE ACELERACIÓN DE ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL	PÉRDIDA DE VIDA EN EL PAPEL	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	CONTENIDO DE AGUA EN EL PAPEL	GRADO DE DESPOLIMERIZACIÓN	METODOLOGÍA IEEE	MODELO DE ARRHENIUS	ECUACIÓN CINÉTICA	MÁQUINA DE VECTORES DE SOPORTE	TEMPERATURA PONDERADA DE OPERACIÓN	TIEMPO DE EXPOSICIÓN DEL TRANSFORMADOR BAJO CONDICIÓN DE SOBRECARGA	DGA	FACTOR DE DISIPACIÓN DIELECTRICA	2-FAL	MODELO MATEMÁTICO
1	1988	A Guide To Transformer Maintenance	✖	✖	□	✖	□	□	□	□	✖	✖	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
2	2010	Diagnóstico y Mantenimiento a Transformadores en Campo	□	✖	✖	✖	□	□	□	□	□	□	□	✖	✖	□	□	✖	□	□	□	□	□
3	2018	Causes of transformer failures and diagnostic methods – A review	□	□	□	✖	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
4	2012	IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators	□	□	□	✖	□	□	✖	✖	✖	□	✖	✖	□	□	□	✖	✖	□	□	□	□
5	2007	Ageing of Celluose in Mineral-Oil Insulated Transformers	□	✖	✖	✖	□	✖	□	□	□	✖	✖	□	✖	✖	□	□	□	✖	□	□	□
6	2004	Moisture aided degradation of oil impregnated paper insulation in power transformers	□	□	□	✖	□	✖	□	□	□	✖	✖	□	□	□	□	□	□	✖	✖	✖	□
7	2017	Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers	□	□	□	✖	□	✖	□	□	□	□	✖	□	□	✖	□	✖	□	□	□	□	□
8	1976	The Oxygen-Free Transformer, Reduced Aging by Continuous Degassing	□	□	□	✖	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✖	✖	□	□
9	2017	A tool for estimating remaining life time of a power transformer	□	✖	□	□	□	□	□	□	✖	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✖
10	2007	Dielectric response of mineral oil impregnated cellulose and the impact of aging	□	✖	□	□	✖	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
11	2010	Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings	□	□	□	□	✖	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

12	2004	Dielectric response methods for diagnostics of power transformers	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	2012	On the impacts of ageing and moisture on dielectric response of oil impregnated paper insulation systems	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	2009	Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	2011	Study of oxidation and hydrolysis of oil impregnated paper insulation for transformers using a microcalorimeter	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	2011	Guide for Transformer Maintenance	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	2017	Pattern analysis of oil diagnostic results with service age of power transformers	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	2012	Furan analysis for liquid power transformers	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	1960	Deterioration processes and products of paper in oil	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	2016	Thermal degradation assessment of Kraft paper in power transformers insulated with natural esters	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	2012	Furanic Compounds for Diagnosis	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	2010	Analisis del envejecimiento del aceite de un transformador mediante espectroscopía dieléctrica medida en baja frecuencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	1998	Diagnosis of medium voltage XLPE cables by high voltage dielectric spectroscopy	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2012	Dielectric frequency response measurements and dissipation factor temperature dependence	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	2000	Dielectric spectroscopy in time and frequency domain applied to diagnostics of power transformers	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
26	2006	Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System REDIATool	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27	2015	Quantitative analysis of insulation condition of oil-paper insulation based on frequency domain spectroscopy	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	2003	Dielectric spectroscopy characteristics of aged transformer oils	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
29	1994	The kinetics and mechanisms of degradation of cellulosic insulation in power transformers	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
30	2000	Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3: Effects of oxygen and water on ageing in oil	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
31	2013	Life estimation techniques for transformer insulation	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
32	2017	Comparison of different methods available for evaluating remaining life of OIP insulation used in power transformers	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
			1		7	18	12	10	7	7	5	8		2	2	6	1	8	2	4	3	6	1

7.2 Resumen de Indicadores



8. Anexos

8.1 Anexo 1

Tablas de resultados del escenario 1.

Tabla 6. Tabla de resultados obtenidos a partir del caso de estudio de un transformador de potencia en [33].

n	HR(n)	A(n)	ΘH(n)	DP(n)	LL(n)
0	0.500%	6.32E+08	20.00	1000.00	0.00
1	0.523%	6.61E+08	59.50	979.33	0.01
2	0.546%	6.92E+08	59.50	958.60	0.01
3	0.571%	7.24E+08	59.50	937.82	0.01
4	0.597%	7.57E+08	59.50	917.03	0.01
5	0.624%	7.93E+08	59.50	896.23	0.01
6	0.652%	8.29E+08	59.50	875.46	0.01
7	0.682%	8.68E+08	59.50	854.73	0.01
8	0.712%	9.08E+08	59.50	834.08	0.01
9	0.745%	9.50E+08	59.50	813.51	0.01
10	0.778%	9.93E+08	59.50	793.05	0.01
11	0.813%	1.04E+09	59.50	772.72	0.01
12	0.850%	1.09E+09	59.50	752.54	0.01
13	0.889%	1.14E+09	59.50	732.53	0.01
14	0.929%	1.19E+09	59.50	712.71	0.01
15	0.971%	1.24E+09	59.50	693.09	0.01
16	1.015%	1.30E+09	59.50	673.70	0.01
17	1.061%	1.36E+09	59.50	654.54	0.01
18	1.109%	1.42E+09	59.50	635.64	0.01
19	1.159%	1.49E+09	59.50	617.01	0.01
20	1.211%	1.56E+09	59.50	598.65	0.01
21	1.266%	1.63E+09	59.50	580.59	0.01
22	1.323%	1.70E+09	59.50	562.83	0.01
23	1.383%	1.78E+09	59.50	545.39	0.01
24	1.446%	2.63E+09	59.50	521.53	0.02
25	1.511%	2.74E+09	59.50	498.78	0.02
26	1.580%	2.86E+09	59.50	477.08	0.02
27	1.651%	2.98E+09	59.50	456.38	0.02
28	1.726%	3.11E+09	59.50	436.62	0.02
29	1.804%	3.24E+09	59.50	417.75	0.03
30	1.886%	3.38E+09	59.50	399.74	0.03
31	1.971%	3.53E+09	59.50	382.53	0.03
32	2.060%	3.68E+09	59.50	366.08	0.03
33	2.153%	3.84E+09	59.50	350.37	0.03
34	2.251%	4.00E+09	59.50	335.35	0.03
35	2.352%	4.18E+09	59.50	321.00	0.03
36	2.459%	4.36E+09	59.50	307.27	0.03
37	2.570%	4.55E+09	59.50	294.14	0.04
38	2.686%	4.75E+09	59.50	281.58	0.04

39	2.808%	4.96E+09	59.50	269.57	0.04
40	2.935%	5.17E+09	59.50	258.08	0.04
41	3.068%	5.40E+09	59.50	247.09	0.04
42	3.206%	5.64E+09	59.50	236.57	0.04
43	3.351%	5.89E+09	59.50	226.50	0.05
44	3.503%	6.15E+09	59.50	216.86	0.05
45	3.662%	6.42E+09	59.50	207.64	0.05
46	3.827%	6.70E+09	59.50	198.81	0.05
47	4.000%	7.00E+09	59.50	190.36	0.06
48	4.181%	7.30E+09	59.50	182.26	0.06
49	4.370%	7.63E+09	59.50	174.52	0.06
50	4.568%	7.97E+09	59.50	167.10	0.06
$\sum LL_n$				1.25	

Tabla 7. Tabla de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio de [33].

n	HR(n)	A(n)	ΘH(n)	DP(n)	LL(n)
0	0.500%	6.32E+08	20.00	1000.00	0.00
1	0.523%	6.61E+08	70.91	925.93	0.02
2	0.546%	6.92E+08	70.51	862.07	0.02
3	0.571%	7.24E+08	70.11	806.45	0.02
4	0.597%	7.57E+08	69.71	757.58	0.02
5	0.624%	7.93E+08	69.31	714.29	0.02
6	0.652%	8.29E+08	68.92	675.68	0.02
7	0.682%	8.68E+08	68.52	641.03	0.02
8	0.712%	9.08E+08	68.13	609.76	0.02
9	0.745%	9.50E+08	67.73	581.40	0.02
10	0.778%	9.93E+08	67.34	555.56	0.02
11	0.813%	1.04E+09	66.95	531.91	0.02
12	0.850%	1.09E+09	66.56	510.20	0.02
13	0.889%	1.14E+09	66.18	490.20	0.02
14	0.929%	1.19E+09	65.79	471.70	0.02
15	0.971%	1.24E+09	65.40	454.55	0.02
16	1.015%	1.30E+09	65.02	438.60	0.02
17	1.061%	1.36E+09	64.63	423.73	0.02
18	1.109%	1.42E+09	64.25	409.84	0.02
19	1.159%	1.49E+09	63.87	396.83	0.02
20	1.211%	1.56E+09	63.49	384.62	0.02
21	1.266%	1.63E+09	63.11	373.13	0.02
22	1.323%	1.70E+09	62.73	362.32	0.02
23	1.383%	1.78E+09	62.36	352.11	0.02
24	1.446%	2.63E+09	59.11	342.47	0.02
25	1.511%	2.74E+09	58.76	333.33	0.02
26	1.580%	2.86E+09	58.42	324.68	0.02
27	1.651%	2.98E+09	58.08	316.46	0.02
28	1.726%	3.11E+09	57.73	308.64	0.02
29	1.804%	3.24E+09	57.39	301.20	0.02

30	1.886%	3.38E+09	57.04	294.12	0.02
31	1.971%	3.53E+09	56.70	287.36	0.02
32	2.060%	3.68E+09	56.35	280.90	0.02
33	2.153%	3.84E+09	56.01	274.73	0.02
34	2.251%	4.00E+09	55.66	268.82	0.02
35	2.352%	4.18E+09	55.32	263.16	0.02
36	2.459%	4.36E+09	54.98	257.73	0.02
37	2.570%	4.55E+09	54.63	252.53	0.02
38	2.686%	4.75E+09	54.29	247.52	0.02
39	2.808%	4.96E+09	53.95	242.72	0.02
40	2.935%	5.17E+09	53.60	238.10	0.02
41	3.068%	5.40E+09	53.26	233.64	0.02
42	3.206%	5.64E+09	52.92	229.36	0.02
43	3.351%	5.89E+09	52.58	225.23	0.02
44	3.503%	6.15E+09	52.23	221.24	0.02
45	3.662%	6.42E+09	51.89	217.39	0.02
46	3.827%	6.70E+09	51.55	213.68	0.02
47	4.000%	7.00E+09	51.21	210.08	0.02
48	4.181%	7.30E+09	50.87	206.61	0.02
49	4.370%	7.63E+09	50.53	203.25	0.02
50	4.568%	7.97E+09	50.19	200.00	0.02
				$\sum LL_n$	1.00

8.2 Anexo 2

Tablas de resultados del escenario 2.

Tabla 8. Tabla de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio 1

n	HR(n)	A(n)	ΘH(n)	DP(n)	LL(n)
0	0.500%	1.52E+08	20.00	1000.00	0.00
1	0.523%	1.59E+08	84.02	925.93	0.02
2	0.546%	1.66E+08	83.61	862.07	0.02
3	0.571%	1.74E+08	83.18	806.45	0.02
4	0.597%	1.82E+08	82.74	757.58	0.02
5	0.624%	1.91E+08	82.29	714.29	0.02
6	0.652%	2.00E+08	81.83	675.68	0.02
7	0.682%	2.10E+08	81.36	641.03	0.02
8	0.712%	2.21E+08	80.88	609.76	0.02
9	0.745%	2.33E+08	80.39	581.40	0.02
10	0.778%	2.46E+08	79.89	555.56	0.02
11	0.813%	1.04E+09	66.95	531.91	0.02
12	0.850%	1.09E+09	66.56	510.20	0.02
13	0.889%	1.14E+09	66.18	490.20	0.02
14	0.929%	1.19E+09	65.79	471.70	0.02
15	0.971%	1.24E+09	65.40	454.55	0.02
16	1.015%	1.30E+09	65.02	438.60	0.02
17	1.061%	1.36E+09	64.63	423.73	0.02
18	1.109%	1.42E+09	64.25	409.84	0.02
19	1.159%	1.49E+09	63.87	396.83	0.02
20	1.211%	1.56E+09	63.49	384.62	0.02
21	1.266%	1.63E+09	63.11	373.13	0.02
22	1.323%	1.70E+09	62.73	362.32	0.02
23	1.383%	1.78E+09	62.36	352.11	0.02
24	1.446%	1.86E+09	61.98	342.47	0.02
25	1.511%	1.95E+09	61.61	333.33	0.02
26	1.580%	2.86E+09	58.42	324.68	0.02
27	1.651%	2.98E+09	58.08	316.46	0.02
28	1.726%	3.11E+09	57.73	308.64	0.02
29	1.804%	3.24E+09	57.39	301.20	0.02
30	1.886%	3.38E+09	57.04	294.12	0.02
31	1.971%	3.53E+09	56.70	287.36	0.02
32	2.060%	3.68E+09	56.35	280.90	0.02
33	2.153%	3.84E+09	56.01	274.73	0.02
34	2.251%	4.00E+09	55.66	268.82	0.02
35	2.352%	4.18E+09	55.32	263.16	0.02
36	2.459%	4.36E+09	54.98	257.73	0.02
37	2.570%	4.55E+09	54.63	252.53	0.02
38	2.686%	4.75E+09	54.29	247.52	0.02
39	2.808%	4.96E+09	53.95	242.72	0.02
40	2.935%	5.17E+09	53.60	238.10	0.02

41	3.068%	5.40E+09	53.26	233.64	0.02
42	3.206%	5.64E+09	52.92	229.36	0.02
43	3.351%	5.89E+09	52.58	225.23	0.02
44	3.503%	6.15E+09	52.23	221.24	0.02
45	3.662%	6.42E+09	51.89	217.39	0.02
46	3.827%	6.70E+09	51.55	213.68	0.02
47	4.000%	7.00E+09	51.21	210.08	0.02
48	4.181%	7.30E+09	50.87	206.61	0.02
49	4.370%	7.63E+09	50.53	203.25	0.02
50	4.568%	7.97E+09	50.19	200.00	0.02
				$\sum LL_n$	1.00

Tabla 9. Tabla de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio 2

n	HR(n)	A(n)	ΘH(n)	DP(n)	LL(n)
0	1.000%	3.41E+08	20.00	1000.00	0.00
1	1.045%	3.62E+08	76.33	925.93	0.02
2	1.093%	3.85E+08	75.76	862.07	0.02
3	1.142%	4.11E+08	75.19	806.45	0.02
4	1.194%	4.38E+08	74.61	757.58	0.02
5	1.248%	4.67E+08	74.02	714.29	0.02
6	1.304%	4.99E+08	73.42	675.68	0.02
7	1.363%	5.33E+08	72.82	641.03	0.02
8	1.425%	5.71E+08	72.22	609.76	0.02
9	1.489%	6.11E+08	71.61	581.40	0.02
10	1.557%	6.55E+08	70.99	555.56	0.02
11	1.627%	2.10E+09	60.98	531.91	0.02
12	1.701%	2.19E+09	60.61	510.20	0.02
13	1.777%	2.29E+09	60.24	490.20	0.02
14	1.858%	2.40E+09	59.87	471.70	0.02
15	1.942%	2.51E+09	59.50	454.55	0.02
16	2.030%	2.62E+09	59.13	438.60	0.02
17	2.122%	2.74E+09	58.76	423.73	0.02
18	2.218%	2.86E+09	58.40	409.84	0.02
19	2.318%	2.99E+09	58.03	396.83	0.02
20	2.423%	3.13E+09	57.67	384.62	0.02
21	2.532%	3.27E+09	57.30	373.13	0.02
22	2.647%	3.42E+09	56.94	362.32	0.02
23	2.767%	3.58E+09	56.58	352.11	0.02
24	2.892%	3.74E+09	56.21	342.47	0.02
25	3.023%	3.91E+09	55.85	333.33	0.02
26	3.159%	5.56E+09	53.03	324.68	0.02
27	3.302%	5.80E+09	52.69	316.46	0.02
28	3.452%	6.06E+09	52.35	308.64	0.02
29	3.608%	6.32E+09	52.01	301.20	0.02

30	3.771%	6.60E+09	51.67	294.12	0.02
31	3.942%	6.90E+09	51.32	287.36	0.02
32	4.120%	7.20E+09	50.98	280.90	0.02
33	4.306%	7.52E+09	50.64	274.73	0.02
34	4.501%	7.85E+09	50.30	268.82	0.02
35	4.705%	8.20E+09	49.96	263.16	0.02
36	4.918%	8.56E+09	49.63	257.73	0.02
37	5.140%	8.94E+09	49.29	252.53	0.02
38	5.373%	9.34E+09	48.95	247.52	0.02
39	5.616%	9.76E+09	48.61	242.72	0.02
40	5.870%	1.02E+10	48.27	238.10	0.02
41	6.135%	1.06E+10	47.94	233.64	0.02
42	6.413%	1.11E+10	47.60	229.36	0.02
43	6.703%	1.16E+10	47.27	225.23	0.02
44	7.006%	1.21E+10	46.93	221.24	0.02
45	7.323%	1.27E+10	46.60	217.39	0.02
46	7.654%	1.32E+10	46.26	213.68	0.02
47	8.001%	1.38E+10	45.93	210.08	0.02
48	8.363%	1.45E+10	45.60	206.61	0.02
49	8.741%	1.51E+10	45.26	203.25	0.02
50	9.136%	1.58E+10	44.93	200.00	0.02
				$\sum LL_n$	1.00

Tabla 10. Tabla de resultados obtenidos producto de la optimización realizada al caso de estudio 3

n	HR(n)	A(n)	ΘH(n)	DP(n)	LL(n)
0	1.500%	6.18E+08	20.00	1000.00	0.00
1	1.568%	6.63E+08	70.89	925.93	0.02
2	1.639%	7.11E+08	70.27	862.07	0.02
3	1.713%	7.63E+08	69.64	806.45	0.02
4	1.790%	8.20E+08	69.01	757.58	0.02
5	1.871%	8.82E+08	68.38	714.29	0.02
6	1.956%	9.49E+08	67.74	675.68	0.02
7	2.045%	1.02E+09	67.10	641.03	0.02
8	2.137%	1.10E+09	66.45	609.76	0.02
9	2.234%	1.19E+09	65.81	581.40	0.02
10	2.335%	1.28E+09	65.16	555.56	0.02
11	2.440%	3.15E+09	57.61	531.91	0.02
12	2.551%	3.30E+09	57.24	510.20	0.02
13	2.666%	3.45E+09	56.88	490.20	0.02
14	2.787%	3.60E+09	56.52	471.70	0.02
15	2.913%	3.77E+09	56.16	454.55	0.02
16	3.045%	3.94E+09	55.79	438.60	0.02
17	3.182%	4.12E+09	55.44	423.73	0.02
18	3.326%	4.31E+09	55.08	409.84	0.02

19	3.477%	4.50E+09	54.72	396.83	0.02
20	3.634%	4.71E+09	54.36	384.62	0.02
21	3.799%	4.92E+09	54.01	373.13	0.02
22	3.970%	5.14E+09	53.65	362.32	0.02
23	4.150%	5.38E+09	53.30	352.11	0.02
24	4.338%	5.62E+09	52.94	342.47	0.02
25	4.534%	5.88E+09	52.59	333.33	0.02
26	4.739%	8.26E+09	49.91	324.68	0.02
27	4.953%	8.63E+09	49.57	316.46	0.02
28	5.178%	9.01E+09	49.23	308.64	0.02
29	5.412%	9.41E+09	48.89	301.20	0.02
30	5.657%	9.83E+09	48.56	294.12	0.02
31	5.912%	1.03E+10	48.22	287.36	0.02
32	6.180%	1.07E+10	47.88	280.90	0.02
33	6.459%	1.12E+10	47.55	274.73	0.02
34	6.752%	1.17E+10	47.21	268.82	0.02
35	7.057%	1.22E+10	46.88	263.16	0.02
36	7.376%	1.28E+10	46.54	257.73	0.02
37	7.710%	1.33E+10	46.21	252.53	0.02
38	8.059%	1.39E+10	45.87	247.52	0.02
39	8.423%	1.46E+10	45.54	242.72	0.02
40	8.805%	1.52E+10	45.21	238.10	0.02
41	9.203%	1.59E+10	44.88	233.64	0.02
42	9.619%	1.66E+10	44.55	229.36	0.02
43	10.054%	1.73E+10	44.21	225.23	0.02
44	10.509%	1.81E+10	43.88	221.24	0.02
45	10.985%	1.89E+10	43.55	217.39	0.02
46	11.481%	1.98E+10	43.23	213.68	0.02
47	12.001%	2.07E+10	42.90	210.08	0.02
48	12.544%	2.16E+10	42.57	206.61	0.02
49	13.111%	2.26E+10	42.24	203.25	0.02
50	13.704%	2.36E+10	41.91	200.00	0.02

$$\sum LL_n \quad \mathbf{1.00}$$